

REUBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS CONSIDERANDO EL SISTEMA DE
PROTECCIÓN

PEDRO LUIS NUÑEZ SUAREZ

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA

2013

REUBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS CONSIDERANDO EL SISTEMA DE
PROTECCIÓN

PEDRO LUIS NUÑEZ SUAREZ

Proyecto de grado presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero
Electricista

Director: MSc. RICARDO A. HINCAPIÉ ISAZA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA

2013

Índice general

Índice general

Índice de figuras

Índice de tablas

1. Generalidades de un sistema de distribución	5
1.1. Sistemas de distribución	5
1.1.1. Subestaciones de distribución	5
1.1.2. Circuitos primarios	6
1.1.3. Transformadores de distribución	6
1.1.4. Circuitos secundarios	7
1.2. Características de las cargas	7
1.2.1. Demanda	7
1.2.2. Energía eléctrica	7
1.2.3. Curvas de carga	7
1.2.4. Curvas de duración de carga	8
1.2.5. Carga máxima o demanda máxima	9
1.2.6. Factor de potencia	9
1.2.7. Factor de utilización	9
1.3. Protecciones en el sistema de distribución	9
1.3.1. Fusibles	10
1.3.2. Reconectores o reclosers	12
1.3.3. Seccionalizadores	13

1.4. Costos y pérdidas de los transformadores de distribución	13
1.4.1. Costos de capital	14
1.4.2. Costos de funcionamiento	14
1.5. Criterios para coordinación fusible - fusible	15
1.5.1. Coordinación por tablas	16
2. Formulación del problema	22
2.1. Descripción del problema	22
2.2. Nomenclatura empleada	23
2.3. Costos operativos asociados a las pérdidas técnicas de los transformadores de distribución	24
2.3.1. Pérdidas en el núcleo del transformador	25
2.3.2. Pérdidas en el cobre del transformador	25
2.3.3. Costos de las pérdidas técnicas del transformador de distribución	26
2.4. Modelo matemático para la reubicación óptima de transformadores de distribución	28
2.5. Pérdida de coordinación de fusibles	29
3. Metodología Propuesta	31
3.1. Generalidades	31
3.2. Metodología	32
4. Implementación y resultados	34
4.1. Sistema de Prueba 1	34
4.2. Sistema de prueba 2	39
5. Conclusiones y recomendaciones	47
Bibliografía	49
Anexo	53

Índice de figuras

1.1. Transformador monofásico [32]	6
1.2. Curva de carga discreta para un periodo de 24 horas	8
1.3. Curva de duración de carga discreta para un periodo de 24 horas	8
1.4. Fusibles [32]	11
1.5. Reconectador [32]	12
1.6. Seccionalizador trifasico [32]	13
1.7. Ejemplo de coordinación fusible - fusible [32]	16
2.1. Sistema de distribución	30
4.1. Sistema de prueba	35

Índice de tablas

1.1. Guía para coordinación de fusibles tipo K (EEI-NEMA)	17
1.2. Guía para coordinación de fusibles tipo T (EEI-NEMA)	17
1.3. Fusibles seleccionados para el ejemplo	21
4.1. Nodos de carga (kVA)	35
4.2. Fusibles ubicados en los transformadores	36
4.3. Fusibles ubicados en tramos de red	36
4.4. Costos considerados	36
4.5. Cargabilidad de los transformadores	38
4.8. Comparación de costos	38
4.6. Fusibles ubicados en los transformadores	39
4.7. Fusibles ubicados en tramos de red	39
4.9. Transformadores monofásicos disponibles para reubicación	40
4.10. Transformadores trifásicos disponibles para reubicación	40
4.11. Costos de energía y transporte	40
4.12. Curva de duración de carga utilizada	41
4.13. Parámetros de transformadores monofásicos	41
4.14. Parámetros de transformadores trifásicos	41
4.15. Cargabilidad de los transformadores	42
4.16. Fusibles ubicados en tramos de red (configuración inicial)	45
4.17. Fusibles ubicados en tramos de red (configuración final)	45
4.18. Comparación de costos	45

5.1. Líneas del sistema de prueba 2	53
5.2. Demanda nodal (kVA)	57
5.3. Datos del sistema de prueba 2	60

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas técnicas son inherentes al sistema eléctrico, debido a que todos los dispositivos eléctricos del sistema poseen una resistencia y al existir un flujo de corriente a través de ellos, se producen pérdidas de potencia por efecto Joule [1]. La integración en el tiempo de estas pérdidas de potencia produce las pérdidas de energía.

La energía consumida por los dispositivos del sistema y que no es aprovechable, se denomina pérdidas técnicas. Así, las pérdidas técnicas en sistemas de distribución se deben a la disipación de energía en líneas, transformadores de distribución, acometidas y medidores. Para reducir las pérdidas técnicas en sistemas de distribución se han considerado diversas estrategias como balance de fases [2], [3], ubicación de condensadores [4], [5], reconfiguración del sistema [6], [7], [8] y repotenciación de conductores [9], [10], [11].

Con el fin de mejorar la operación y eficiencia de estos sistemas, han surgido nuevas estrategias que combinan las anteriores, y otras que surgen de acuerdo a las necesidades del sector eléctrico e imposiciones regulatorias. De acuerdo a esto, en los últimos años se ha considerado la reubicación de transformadores de distribución como una nueva estrategia para dar cumplimiento a restricciones regulatorias y que permite también disminuir costos operativos.

Por otro lado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el 26 de septiembre de 2008 expide la resolución 097 [28], donde se aprueban los principios generales y se actualiza la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión nacional (STN) y sistemas de distribución local (SDL), añadiendo un nuevo capítulo con criterios de eficiencia para transformadores del nivel de tensión I, con el cual se restringió el reconocimiento económico de estos elementos. En este caso, el reconocimiento económico es lo que la empresa le cobra al usuario por la utilización del transformador de distribución. De acuerdo a esto:

- Si la cargabilidad del transformador es igual o mayor al 40 % de su capacidad nominal, el reconocimiento económico se hace totalmente con respecto al transformador utilizado.
- Si la cargabilidad del transformador es menor al 40 % de su capacidad nominal, el reconocimiento económico se hace totalmente con respecto al transformador de capacidad nominal que instalado en la misma carga presentara una cargabilidad igual o inmediatamente superior al 40 %.

Dentro de las metodologías propuestas para reubicar transformadores de distribución se tienen los presentados en [12],[13] y [15].

En [12] se presenta una metodología basada en algoritmos evolutivos, que tiene como objetivo obtener el menor costo operativo posible para planear adecuadamente un parque de transformadores.

En [13] se propone una metodología para la reubicación de un parque de transformadores de distribución pertenecientes al nivel de tensión 1. El objetivo principal de este trabajo es maximizar el reconocimiento de los activos de un operador de red por parte de un ente regulador, con el fin de aumentar el valor del cargo por uso asociado a dicho elemento. Para lograr esto, se reubican transformadores de distribución con el fin de mejorar su cargabilidad y dar de esta forma cumplimiento a los requerimientos exigidos por medio de la Resolución CREG 097 de 2008 [28]. Para solucionar el problema, se emplea un algoritmo genético básico.

En [15] se presenta una metodología para reubicación de transformadores que tiene en cuenta los costos operativos y de inversión del sistema. La metodología es validada con un sistema de dimensiones reales, en el cual se refleja el impacto en la reducción del costo de pérdidas en estos elementos.

En este trabajo se presenta una metodología para la reubicación óptima de un parque de transformadores de distribución, con el fin de disminuir pérdidas técnicas en sistemas de distribución y así disminuir los costos de funcionamiento directos e indirectos del transformador, aumentando también los beneficios de reconocimiento económico estipulado por la CREG.

Para describir el problema, se propone un modelo matemático lineal entero-mixto, que considera costos de ubicación de nuevos transformadores de distribución, ubicación de transformadores en bodega, costos operativos asociados a las pérdidas técnicas, costos de instalación, costos de desinstalación, y costos de transporte, donde se involucran tres escenarios: el transporte de la bodega de almacenamiento al sitio de ubicación del transformador, el intercambio de posiciones entre transformadores y el transporte de un transformador desde el sitio donde está ubicado hasta la bodega.

El conjunto de restricciones considera el número máximo de transformadores que pueden ubicarse en un nodo de carga.

Por otro lado, cuando los transformadores de distribución son reubicados en el sistema, pueden ocasionar que los fusibles instalados en la red primaria tengan que ser cambiados y coordinados nuevamente, debido a que se puede perder selectividad, tener inadecuados tiempos operativos del sistema de protecciones y pérdida de confiabilidad de la red. De acuerdo a esto, el efecto de la

reubicación sobre el sistema de protecciones es considerada como una etapa dentro de la metodología.

La metodología es dividida en dos etapas. En la primera se resuelve el modelo matemático que describe el problema de la reubicación de transformadores usando el software de optimización GAMS [31] y en la segunda etapa se verifica y coordina el sistema de protecciones (coordinación fusible-fusible) empleando el software Matlab [30].

El documento está organizado de la siguiente forma. En el Capítulo 1 se ilustran las generalidades sobre sistemas de distribución. En el Capítulo 2 se presenta la formulación del problema. En el siguiente capítulo se describe la metodología propuesta. En el Capítulo 4 se ilustra la aplicación y los resultados de la metodología propuesta. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto.

Capítulo 1

Generalidades de un sistema de distribución

En este capítulo se presentan las características generales de los sistemas de distribución, así como sus elementos y aspecto más importantes.

1.1. Sistemas de distribución

Un sistema eléctrico de potencia está constituido por las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica. El sistema de distribución es el encargado de recibir la energía eléctrica del sistema de transmisión y distribuirla a las cargas en forma segura y con los niveles de calidad adecuados. Por ser el sistema de distribución el de mayor tamaño en un sistema de potencia, es donde se producen los mayores porcentajes de pérdidas de energía debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan. Generalmente los sistemas de distribución en Colombia son radiales, y están conformados por los elementos descritos a continuación [17].

1.1.1. Subestaciones de distribución

Transforman la energía recibida de las líneas de transmisión o subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios. Generalmente las subestaciones están ubicadas cerca del centro de carga, y tienen un nivel de tensión de entrada 66 - 44 - 33 kV, y niveles de tensión de salida

13.2 - 11.4 kV. Las subestaciones están conformadas por transformadores de potencia, elementos de protecciones, elementos de control, bancos de condensadores y reactores.

1.1.2. Circuitos primarios

También llamados redes primarias, son los elementos encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores de distribución localizados en los sectores urbanos y rurales. Generalmente las redes primarias operan con tensión nominal 13.2 - 11.4 kV, y están conformados por las líneas con sus conjuntos de elementos (postes, aisladores), los sistema de protección para redes primarias (fusibles, reconectores, seccionalizadores), y elementos de regulación de tensión (banco de condensadores, reactores).

1.1.3. Transformadores de distribución

Reciben la potencia de los circuitos primarios y la transfieren al sistema secundario, transformando los niveles de tensión para el uso de los consumidores o abonados conectados al circuito secundario. Los transformadores deben estar protegidos contra sobrecorriente y sobrevoltajes del sistema, por lo cual se utilizan los dispositivos de protección como los fusibles y descargadores de sobretensión o pararrayos. Se clasifican de acuerdo a las fases de entrada como trifásicos o monofásicos [17], (ver figura 1.1).



Figura 1.1: Transformador monofásico [32]

1.1.4. Circuitos secundarios

También llamados redes secundarias, son los elementos encargados de distribuir la energía a los usuarios con niveles de tensión como 120/208-120/240 V y en general voltajes hasta 600 V. Las redes secundaria están conformadas por líneas, cajas portaborneras, medidores de energía eléctrica, y sistemas de protecciones para redes secundarias (fusibles).

1.2. Características de las cargas

Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución. A continuación se describen los aspectos mas importantes [17].

1.2.1. Demanda

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada, origina el ciclo de carga que es una curva de carga (demanda vs tiempo). La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR.

1.2.2. Energía eléctrica

Es la relación que hay entre la potencia en un periodo de tiempo, es decir, es el consumo que tiene la carga en un periodo de tiempo. La energía se puede expresar en kW-h, kVA-h, kVAR-h.

$$E = Potencia * tiempo \quad (1.1)$$

1.2.3. Curvas de carga

Son gráficos que refleja el comportamiento de la demanda para varios intervalos de tiempo en un periodo definido, el cual puede ser dado en horas, días, meses o años. Las curvas de carga dan una indicación de las características de la carga en el sistema (ver figura 1.2).

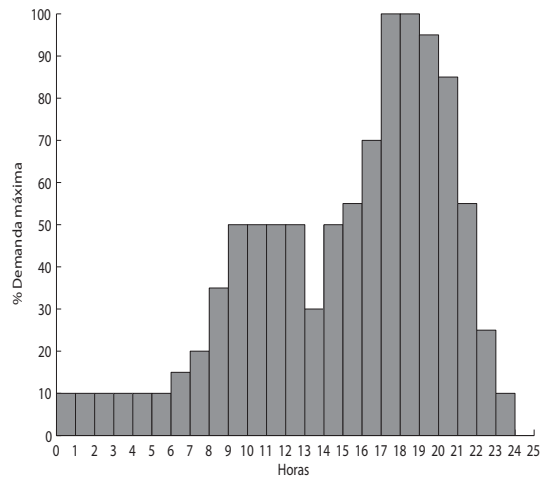


Figura 1.2: Curva de carga discreta para un periodo de 24 horas

1.2.4. Curvas de duración de carga

Son gráficos que refleja el comportamiento de la demanda para varios intervalos de tiempo en un periodo definido en forma acumulativa. Su análisis debe conducir a conclusiones idénticas a las obtenidas del análisis de las curvas de carga (ver figura 1.3).

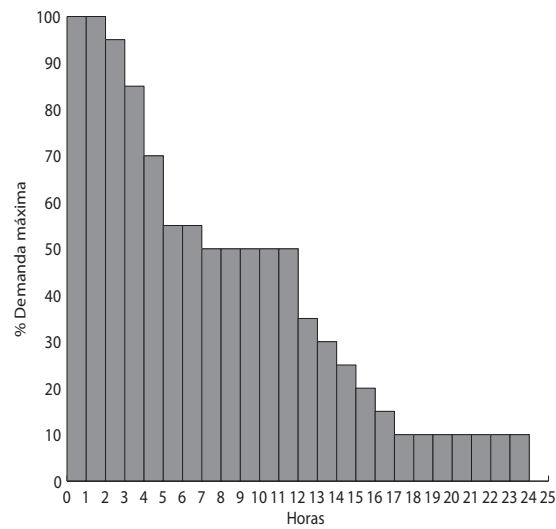


Figura 1.3: Curva de duración de carga discreta para un periodo de 24 horas

1.2.5. Carga máxima o demanda máxima

Corresponde a la demanda pico que se presenta en un período de tiempo para un sistema eléctrico. Esta demanda máxima es la que ofrece un mayor interés, ya que en este momento se presenta la máxima caída de tensión en el sistema, y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

1.2.6. Factor de potencia

Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Por lo tanto:

$$Factor\ potencia = \cos(\theta) = \frac{Potencia\ activa}{Potencia\ aparente} \quad (1.2)$$

1.2.7. Factor de utilización

Es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada).

$$Factor\ Utilización = \frac{Carga\ máxima}{Capacidad\ instalada} \quad (1.3)$$

El factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado.

1.3. Protecciones en el sistema de distribución

Las protecciones son el conjunto de elementos encargados de detectar y aislar cualquier condición de funcionamiento anormal y de cortocircuito que se presentan en el sistema de distribución. Al hacer esto se puede lograr una operación segura del sistema y se puede evitar o minimizar el daño a los equipos involucrados en las fallas. Para lograrlo es necesario garantizar la correcta ubicación y coordinación de los diferentes dispositivos de protección utilizados [18], [19].

1.3.1. Fusibles

El fusible es la protección contra sobrecorrientes más simple en el sistema de distribución (ver figura 1.4). Este se caracteriza por tener un elemento que es calentado directamente por el paso de una corriente y se destruye cuando ella supera un valor determinado. Un fusible seleccionado adecuadamente debe abrir el circuito mediante la destrucción del elemento fusible y eliminar el arco establecido durante la destrucción del elemento. Este elemento solo puede operar una sola vez y es de bajo costo económico.

La curva característica de los fusibles es de tiempo inverso, donde la zona de operación es limitada por dos curvas:

- Limite inferior (*minimum meeting time*): representa el tiempo mínimo requerido para la fusión del elemento fusible.
- Limite superior (*total clearing time*): representa el tiempo total máximo que toma el fusible en interrumpir la corriente.

La diferencia entre estos límites es el tiempo para extinción del arco dentro del fusible. El valor del *minimum meeting time* es importante cuando el fusible protege otros dispositivos de protección. Los elementos protegidos (remotos) deben aclarar la falla antes que se dañe el fusible de respaldo. Los fusibles son ampliamente recomendados para proteger ramales o derivaciones, transformadores, cables subterráneos y capacitores, entre otros [18], [19].

Normalmente los fusibles de todas las marcas son mecánicamente intercambiables, sin embargo, sus características eléctricas no son necesariamente las mismas. La EEI-NEMA (Edison electric institute y Nema), ha establecido estándares especificando corrientes nominales y característica de operación. Las corrientes nominales EEI-NEMA para fusibles, se dividen en 3 categorías:

- Capacidades preferibles: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140 y 200 [A].
- Capacidades no preferibles: 8, 12, 20, 30, 50 y 80 [A].
- Menores de 6 A: 1, 2, 3, 5 [A].



Figura 1.4: Fusibles [32]

Existen muchos tipos de fusibles de acuerdo con su característica operativa tiempo-corriente. Fuera de los fusibles normalizados, los fabricantes ofrecen otros tipos de fusibles, los cuales buscan la gran variedad de aplicaciones de los usuarios.

- **Fusibles tipo K** : Fusible rápido para circuitos primarios y transformadores de distribución.
- **Fusibles tipo T** : Fusible lento para circuitos primarios y transformadores de distribución.
- **Fusibles tipo Dual**: Combina las características K y T. Se utiliza para transformadores de distribución.

A continuación se describen las especificaciones del elemento fusible.

A) Corriente nominal La corriente nominal del fusible debe ser igual o mayor que la máxima corriente continua de carga a la que el fusible estaría sometido.

B) Voltaje nominal El voltaje nominal del fusible es determinado por las siguientes características del sistema:

- **Sistemas trifásicos puestos a tierra**: El voltaje nominal del fusible (que es un elemento monofásico) se selecciona de acuerdo con el voltaje de operación fase-fase del sistema.
- **Sistemas monofásicos puestos a tierra**: El voltaje nominal del fusible debe ser mayor o igual al máximo valor fase-tierra del sistema.

En sistemas no aterrizados, la máxima tensión nominal del fusible debe ser mayor o igual a la máxima tensión fase-fase del sistema.

C) Capacidad de cortocircuito La capacidad de cortocircuito simétrica interruptiva del fusible debe ser igual o mayor que la corriente simétrica interruptiva calculada en el punto de ubicación de falla, es decir, debe ser igual o mayor a la máxima corriente de falla en el lado de carga del fusible.

1.3.2. Reconectores o reclosers

El reconector automático de circuito ha demostrado ser el dispositivo ideal para eliminar virtualmente cortes prolongados en sistemas de distribución debido a fallas temporales o condiciones de sobrecorriente transitorias (ver figura 1.5).

La función de este tipo de elementos es detectar una condición de sobrecarga o cortocircuito, interrumpir el flujo de corriente en el circuito y luego, después de un lapso de tiempo preestablecido, cerrarse automáticamente para reenergizar el circuito. Esta operación de apertura-recierre se repite automáticamente, si la falla persiste, hasta un máximo de veces definido por el operador. Cuando se da por concluida su operación se asume que se trata de una falla permanente en el alimentador y por tanto el reconector quedará definitivamente abierto. Este dispositivo elimina la posibilidad de dejar por fuera un circuito de distribución debido a fallas de tipo temporal [19].



Figura 1.5: Reconector [32]

1.3.3. Seccionalizadores

Son dispositivos que automáticamente desconectan secciones en falla de un circuito de distribución (ver figura 1.6). Los seccionalizadores se diseñan para ejecutar maniobras conjuntas con los reconectadores para despejar las fallas transitorias. No tiene la capacidad de interrumpir la corriente de falla, pero aprovecha la apertura del reconectador para seccionar el tramo fallado. Sin embargo puede interrumpir la corriente de carga nominal y por tanto puede utilizarse como interruptor de carga para seccionalizar los circuitos.

Estos dispositivos cuentan las operaciones del reconectador durante condiciones de falla. Después de un número preseleccionado de apertura del reconectador asociado y cuando este último está abierto, el seccionalizador abre y aísla la selección bajo falla. Esta operación permite al reconectador cerrar y restablecer el servicio en las zonas libres de falla. Si la falla es temporal, el mecanismo de operación del seccionalizador se repone.

El seccionalizador no posee curvas características de tiempo-corriente, mientras que el reconectador si las posee, para las diferentes etapas de operación. Este hecho lo hace bastante ventajoso en un esquema de coordinación reconectador-seccionalizador [18], [19].

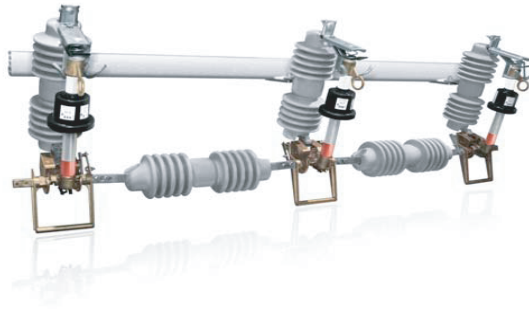


Figura 1.6: Seccionalizador trifasico [32]

1.4. Costos y pérdidas de los transformadores de distribución

Un transformador propiedad de una empresa de distribución tienen varios costos asociados [20], [21]. La consideración de los costos detallados de un transformador están clasificados de la siguiente manera:

1.4.1. Costos de capital

Son los costos sujetos a la inversión y están asociados al valor del transformador, su instalación y sus dispositivos de protecciones. Estos costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales, los cuales que corresponden al uso del capital; comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costos financieros y los costos asociados al rendimiento del capital. El flujo de caja de estos cargos fijos anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes.

1.4.2. Costos de funcionamiento

Los costos de funcionamiento son los asociados con el uso del activo. Estos son divididos en costos directos e indirectos.

A) Costos directos

Son los costos relacionados a las pérdidas técnicas en un transformador, estas son de 2 tipos: pérdidas en el hierro (núcleo) y pérdidas en el cobre.

- **Las pérdidas en el hierro (núcleo):** Se producen permanentemente mientras el transformador está energizado y por lo tanto, son independientes de la carga del transformador. Depende del voltaje de operación, que generalmente se suponen constantes durante el tiempo en que el transformador está energizado, e iguales a las pérdidas medidas o garantizadas a voltaje nominal. Puesto que los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro van aumentando a medida que aumenta la capacidad del transformador.
- **Las pérdidas en el cobre:** Las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados y, por lo tanto, aproximadamente proporcionales al cuadrado de la carga del transformador. Los transformadores de mayor capacidad requieren de conductores de mayor calibre y, por lo tanto, para una misma carga, un transformador de mayor tamaño tiene menos pérdidas en el cobre que uno de menor capacidad.

Las anteriores consideraciones permiten inferir claramente la importancia del tema de cargabilidad económica de transformadores pues, para una misma carga, si se instala un transformador de menor tamaño, las pérdidas en el núcleo serán menores pero, por otro lado, las pérdidas en el cobre

serán mayores, que las que se tendría si se instala un transformador de mayor capacidad. Para cada nivel de carga habría por lo tanto, una capacidad óptima de transformador o, dicho de otra manera, desde el punto de vista de pérdidas, cada transformador tendrá su propio rango de cargabilidad óptima.

B) Costos indirectos

- **Mantenimiento:** Costo asociado al mantenimiento del transformador como la comprobación periódica del aceite, cambios de aceite, reparación, etc.
- **Otros costos:** Costos asociados a las pérdidas en circuitos exteriores originado por el transformador, mas los costos de generación de energía para suplir las perdidas del transformador.

Las pérdidas de energía en un transformador constituyen una energía que debe ser suministrada por el generador y transmitida mediante otros transformadores, conductores de líneas y otros elementos del sistema de potencia. El equipo generador y transmisor debe tener un tamaño adecuado para transportar no solo la carga útil, sino también la carga resultantes de las pérdidas en el transformador. Para el caso de un transformador es algo trivial, pero cuando hablamos de un sistema de distribución, donde hay muchos transformadores, este costo adquiere una importancia mucho mayor.

1.5. Criterios para coordinación fusible - fusible

Los siguientes criterios básicos deben emplearse para la coordinación de dispositivos [18]:

- El dispositivo protector debe clarificar la falla permanente o temporizada antes que el dispositivo de respaldo opere.
- Pérdidas de suministro causadas por fallas permanentes deben ser restringidas a la menor sección del sistema por el menor tiempo posible.

Cuando se utilizan dos o más fusibles en un sistema el dispositivo cercano hacia la carga se denomina *protector* y el siguiente hacia la fuente se denomina dispositivo de *respaldo* o *protegido*.

Un criterio esencial para la coordinación de fusible-fusible:

$$T_{MaxProtector} < 0,75 * T_{MinProtegido}$$

Es decir, el tiempo máximo de clarificación de fusible protector no debe exceder el 75 % del tiempo mínimo del fusible de respaldo. Este criterio asegura que el fusible protector interrumpa y clarifica la falla antes que el fusible de respaldo sea afectado de alguna forma. El factor del 75 % compensa efectos como la corriente de carga, el calor de fusión y la temperatura ambiente.

Cuando se coordinan dos fusibles de diferente tipo, no es suficiente criterio de coordinación el que se cumpla la regla del 75 %. Debe analizarse gráficamente la posición de las curvas de los dos fusibles para todo el rango posible de corrientes. Es decir, los fusibles de un mismo tipo coordinan fácilmente entre sí, mientras que una mezcla de diferentes tipos de fusibles puede hacer difícil o imposible la coordinación.

1.5.1. Coordinación por tablas

La coordinación entre dos o más fusibles consecutivos puede lograrse dibujando sus característica tiempo-corriente o mediante la utilización de tablas de coordinación [18]. Las tablas de coordinación son preparadas con base en las curvas de operación tiempo-corriente de los fusibles.

Basados en la regla del 75 % los fabricantes de fusibles presentan tablas de coordinación. Estas tablas asumen que los fusibles operan a su capacidad nominal e indican el valor máximo de corriente para la cual dos fusibles coordinan.

El uso de las tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad de corriente continua. En las tablas 1.1 y 1.2 se presentan las tablas de coordinación para fusibles tipo K y T, respectivamente, de acuerdo a la denominación EEI-NEMA.

Para ilustrar la coordinación entre fusibles se emplea el siguiente sistema (ver figura 1.7) [14].

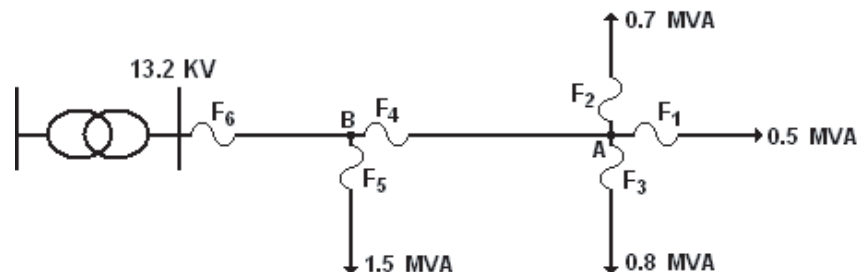


Figura 1.7: Ejemplo de coordinación fusible - fusible [32]

Tabla 1.1: Guía para coordinación de fusibles tipo K (EEI-NEMA)

Fusible protector (L) (Hacia la carga)		Fusible protegido (M) (Hacia la fuente)													
		Máxima corriente de falla (Amperios) a la cual L protege a M													
		8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Tipo	Amperios														
6K	9	0	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K	12			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K	15				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K	18					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K	23						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K	30							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K	38								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K	45									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K	60										1100	2200	3900	5800	9200
50K	75											1450	3500	5800	9200
65K	95												2400	5800	9200
80K	120													4500	9200
100K	150													2000	9100
140K	190														4000

Tabla 1.2: Guía para coordinación de fusibles tipo T (EEI-NEMA)

Fusible protector (L) (Hacia la carga)		Fusible protegido (M) (Hacia la fuente)													
		Máxima corriente de falla (Amperios) a la cual L protege a M													
		8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Tipo	Amperios														
6T	9	0	350	600	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T	12			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T	15				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T	18					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T	23						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T	30							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T	38								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T	45									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T	60										1700	3800	6100	9700	15200
50T	75											1750	4400	9700	15200
65T	95												2200	9700	15200
80T	120													7200	15200
100T	150													4000	13800
140T	190														7500

Con el fin de proporcionar protección completa al alimentador primario de la figura, se desean seleccionar adecuadamente los fusibles tipo K. Las corrientes de cortocircuito en los puntos A y B son 1300 y 1800 amperios, respectivamente.

La coordinación de fusibles se empieza por los elementos más cercanos a la carga, o lo que es lo mismo, más alejados de la fuente. Por lo tanto:

1) Para el fusible F_1 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{500kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 21,86$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 15K (23 amperios). Como este fusible no tiene elementos de protección aguas debajo de su ubicación, entonces este valor puede ser seleccionado.

2) Para el fusible F_2 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{700kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 30,6$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 25K (38 amperios). Como este fusible no tiene elementos de protección aguas debajo de su ubicación, entonces este valor puede ser seleccionado.

3) Para el fusible F_3 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{800kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 34,99$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 25K (38 amperios). Como este fusible no tiene elementos de protección aguas debajo de su ubicación, entonces este valor puede ser seleccionado.

4) Para el fusible F_4 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{2000kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 87,47$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 65K (95 amperios).

Como este fusible está proporcionando protección de respaldo a los fusibles F1, F2 y F3, se debe garantizar que el valor seleccionado para F4 sea mayor al valor determinado para estos tres

elementos, con el fin de garantizar selectividad en la operación. Como los valores de estos fusibles son 15K, 25K y 25K respectivamente, entonces no hay ningún inconveniente con seleccionar un fusible tipo 65K.

Como este fusible proporciona protección de respaldo a los tres fusibles, debe adicionalmente garantizar que opere adecuadamente ante corrientes de cortocircuito en el punto de ubicación de estos elementos (punto A). Como el valor de I_{cc} en A es 1300 amperios, entonces de la tabla 1.1 se tiene que:

Fusible protector (L) (Hacia la carga)		Fusible protegido (M) (Hacia la fuente)													
		Máxima corriente de falla (Amperios) a la cual L protege a M													
		8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Tipo	Amperios														
6K	9	0	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
.
.
.
25K	38								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
.
.
.
140K	190														4000

En la primera columna se selecciona el mayor fusible entre F1, F2 y F3 (25K en este caso). Luego en esa fila se verifica un valor de corriente de cortocircuito inmediatamente superior al valor del punto A (1300 amperios). En este caso es 1350 amperios, el cual está relacionado con el fusible 50K. Esto quiere decir que un fusible tipo 50K es capaz de proteger a un fusible tipo 25K hasta un valor de corriente de cortocircuito de 1350 amperios. Para garantizar una adecuada operación de F4, se debe escoger el mayor valor entre el calculado con la corriente nominal (65K) y con la corriente de cortocircuito de los elementos ubicados aguas abajo (50K). De lo anterior se puede decir entonces que el valor adecuado es un fusible tipo 65K.

5) Para el fusible F_5 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{1500kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 65,6$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 50K (75 amperios). Como este fusible no tiene elementos de protección

aguas debajo de su ubicación, entonces este valor puede ser seleccionado.

6) Para el fusible F_6 :

La corriente nominal en el punto de su ubicación es:

$$I_{nom} = \frac{3500kVA}{\sqrt{3} * 13,2kV} = 153,08$$

Ahora empleando la tabla 1.1 se selecciona un fusible que soporte dicha corriente. Por lo tanto el fusible adecuado es un tipo 140K (190 amperios).

Como este fusible está proporcionando protección de respaldo a los fusibles F4 y F5, se debe garantizar que el valor seleccionado para F6 sea mayor al valor determinado para estos dos elementos, con el fin de garantizar selectividad en la operación. Como los valores de estos fusibles son 65K y 50K respectivamente, entonces no hay ningún inconveniente con seleccionar un fusible tipo 140K.

Como este fusible proporciona protección de respaldo a los dos fusibles, debe adicionalmente garantizar que opere adecuadamente ante corrientes de cortocircuito en el punto de ubicación de estos elementos (punto B). Como el valor de I_{cc} en B es 1800 amperios, entonces de la tabla 1.2 se tiene que:

Fusible protector (L) (Hacia la carga)		Fusible protegido (M) (Hacia la fuente)													
		Máxima corriente de falla (Amperios) a la cual L protege a M													
		8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Tipo	Amperios														
6K	9	0	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
.
.
.
65K	95												2400	5800	9200
.	.													.	.
.	.													.	.
.	.													.	.
140K	190														4000

En la primera columna se selecciona el mayor fusible entre F4 y F5 (65K en este caso). Luego en esa fila se verifica un valor de corriente de cortocircuito inmediatamente superior al valor del punto B (1800 amperios). En este caso es 2400 amperios, el cual está relacionado con el fusible 100K. Esto quiere decir que un fusible tipo 100K es capaz de proteger a un fusible tipo 65K hasta un valor de corriente de cortocircuito de 2400 amperios.

Para garantizar una adecuada operación de F6, se debe escoger el mayor valor entre el calculado

con la corriente nominal (140K) y con la corriente de cortocircuito de los elementos ubicados aguas abajo (100K). De lo anterior se puede decir entonces que el valor adecuado es un fusible tipo 140K.

En la tabla 1.3 se presentan los fusibles seleccionados para el ejemplo ilustrativo.

Tabla 1.3: Fusibles seleccionados para el ejemplo

Fusible	Tipo
F1	15K
F2	25K
F3	25K
F4	65K
F5	50K
F6	140K

Capítulo 2

Formulación del problema

2.1. Descripción del problema

Generalmente el mayor porcentaje de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución están presentes en los transformadores cuando están sobredimensionados o sobrecargados [22], presentando en ambos casos una disminución de su eficiencia operativa. Por otro lado si un transformador está por debajo de un límite operativo establecido, no podrá ser considerado con su valor nominal de potencia, dentro de los cálculos tarifarios [28].

De acuerdo a lo anterior, es aconsejable tener transformadores de distribución en el sistema que presenten una cargabilidad adecuada, con el fin de reducir los índices de pérdidas técnicas en sistemas de distribución, y además permitan dar cumplimiento a restricciones técnico-financieras emitidas por organismos de regulación y control.

Por otro lado, cuando los transformadores de distribución son reubicados en el sistema, pueden ocasionar que los fusibles instalados en la red primaria tengan que ser cambiados y coordinados nuevamente, debido a que se puede perder selectividad, tener inadecuados tiempos operativos del sistema de protecciones y pérdida de confiabilidad de la red.

2.2. Nomenclatura empleada

A :	Número de años de estudio.
C_{kw-h} :	Costo de la energía [kW-h].
$Cdes_i$:	Costos de desinstalación del transformador que esta ubicado en el nodo de carga i .
$Cins_j$:	Costos de instalación del transformador que esta ubicado en el nodo j .
$Cnuevo_p$:	Costos del transformador nuevo ubicado en el nodo p .
$Ctrans_{dj}$:	Costos de transporte de un transformador ubicado en el nodo j al nodo d .
CPE :	Costos de pérdidas de energía anual del transformador [\$].
$C1$:	Costos de las pérdidas técnicas del transformador de distribución [\$].
$C2$:	Costos de instalación y desinstalación [\$].
$C3$:	Costos de transformadores nuevos [\$].
$C4$:	Costos de transporte [\$].
$C5$:	Costo por penalización [\$].
E_{pn} :	Pérdidas de energía anual en el núcleo del transformador [kW-h].
E_{pc} :	Pérdidas de energía anual en el cobre del transformador [kW-h].
F_a :	Factor de anualización.
I :	Corriente momentánea en el transformador [kA].
$Inom$:	Corriente nominal del transformador [kA].
nb :	Numero de nodos bodega.
nc :	Numero de nodos carga.
nn :	Numero de nodos nuevos.
nt :	Numero de nodos en total, $nt = nc + nb + nn$.
N :	Numero de niveles de la curva de duración de carga para un periodo de un año.
P_c :	Pérdida momentánea en el cobre del transformador [kW].
$Penal_{ij}$:	Costo de penalización del transformador ubicado en el nodo j con respecto al nodo de carga i .
PC :	Pérdidas en cobre del transformador a operación nominal [kW].
PC_j :	Pérdidas en cobre del transformador que esta ubicado en el nodo j a operación nominal [kW].
PE :	Pérdidas de energía anual del transformador [kW-h].

PN :	Pérdidas en el núcleo del transformador a operación nominal [kW].
PN_j :	Pérdidas en el núcleo del transformador que esta ubicado en el nodo j a operación nominal [kW].
r :	Tasa de descuento para traer costos futuros a valor presente [%].
R :	Resistencia del cobre [$k\Omega$].
S :	Demanda momentánea en el transformador [kW].
$Snom$:	Potencia nominal del transformador [kVA].
$Snom_j$:	Potencia nominal del transformador que esta ubicado en el nodo j [kVA].
S_Q :	Demanda en el nivel Q de la curva de duración de carga [kW].
T_Q :	Numero de horas del nivel Q de la curva de duración de carga [h].
$Vnom$:	Tensión del sistema o tensión nominal del transformador [kV].
X_{dj} :	Variable binaria que relaciona al transformador ubicado en el nodo j con respecto al nodo d .
X_{ij} :	Variable binaria que relaciona al transformador ubicado en el nodo j con respecto al nodo de carga i .
X_{ip} :	Variable binaria que relaciona al transformador nuevo ubicado en el nodo p con respecto al nodo de carga i .
d :	Subíndice asociado a posiciones de los transformadores (nodos de carga y bodegas de almacenamiento).
i :	Subíndice asociado a los nodos de carga.
j :	Subíndice asociado a posiciones de los transformadores (nodos de carga y bodegas de almacenamiento).
p :	Subíndice asociado a posiciones de los transformadores nuevos (bodega de almacenamiento).

2.3. Costos operativos asociados a las pérdidas técnicas de los transformadores de distribución

Son los costos asociados a las pérdidas técnicas de energía del transformador [20], [21], [29]:

$$PE = E_{pn} + E_{pc} \quad (2.1)$$

Teniendo en cuenta que los fabricantes especifican las pérdidas en el núcleo y cobre a operación nominal, y que estas pérdidas se rigen por las normas técnicas colombianas, la NTC 818 para transformadores monofásicos [23], la NTC 819 para transformadores trifásicos [24] y la NTC 1954 para transformadores reparados [25], se proceden a modelar de la siguiente manera:

2.3.1. Pérdidas en el núcleo del transformador

Dependen de la tensión de operación del sistema, la cual generalmente es constante. Además la tensión de operación es la tensión nominal a la cual opera el transformador, por lo cual las pérdidas del núcleo están dada por las pérdidas medidas a operación nominal [20], [21], [29]. Las pérdidas de energía anual en el núcleo del transformador están dadas por:

$$E_{pn} = PN * 8760 \text{ h} \quad (2.2)$$

2.3.2. Pérdidas en el cobre del transformador

Dependen de la carga. Si se conoce la curva de carga o la curva de duración de carga para el transformador, se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$E_{pc} = PC * \sum_{Q=1}^N \frac{S_Q^2 * T_Q}{(S_{nom} * fp)^2} \quad (2.3)$$

A continuación se deduce la ecuación (2.3):

$$P_c = I^2 * R \quad (2.4)$$

Como:

$$PC = Inom^2 * R \quad (2.5)$$

Despejando R de la ecuación (2.5):

$$R = PC / Inom^2 \quad (2.6)$$

Reemplazando R en la ecuación (2.4):

$$P_c = I^2 * \frac{PC}{I_{nom}^2} \quad (2.7)$$

Considerando la tensión del sistema y reorganizando la ecuación (2.7):

$$P_c = \frac{I^2 * V_{nom}^2}{I_{nom}^2 * V_{nom}^2} * PC \quad (2.8)$$

Se obtiene::

$$P_c = PC * \frac{S^2}{(S_{nom})^2} \quad (2.9)$$

Modificando la ecuación (2.9) para el análisis del comportamiento de la demanda S en varios niveles de la curva de duración de carga, y multiplicando por el tiempo de duración del nivel respectivo, se obtiene:

$$E_{pc} = PC * \left[\frac{S_1^2 * T_1}{(S_{nom})^2} + \frac{S_2^2 * T_2}{(S_{nom})^2} + \dots + \frac{S_N^2 * T_N}{(S_{nom})^2} \right] \quad (2.10)$$

Por lo tanto:

$$E_{pc} = PC * \sum_{Q=1}^N \frac{S_Q^2 * T_Q}{(S_{nom})^2} \quad (2.11)$$

2.3.3. Costos de las pérdidas técnicas del transformador de distribución

Remplazando las ecuaciones (2.2) y (2.3) en la ecuación (2.1), se obtiene:

$$PE = PN * 8760 \text{ h} + PC * \sum_{Q=1}^N \frac{S_Q^2 * T_Q}{(S_{nom})^2} \quad (2.12)$$

Un periodo de tiempo se puede descomponer en varios intervalos de tiempo, donde la suma de esos intervalos de tiempo es igual al periodo total. Aplicando esto en la ecuación (2.12), se tiene que:

$$PE = \left(\sum_{Q=1}^N PN * T_Q + PC * \sum_{Q=1}^N \frac{S_Q^2 * T_Q}{(Snom)^2} \right) \quad (2.13)$$

Simplificando:

$$PE = \sum_{Q=1}^N \left(PN + PC * \frac{S_Q^2}{(Snom)^2} \right) * T_Q \quad (2.14)$$

La ecuación (2.14) modela las pérdidas técnicas de energía para un tipo de transformador en un periodo de un año. Generalizando la ecuación (2.14) para hallar los costos de pérdidas de energía de varios años de un tipo de transformador en valor presente, se tiene que:

$$CPE = C_{kw-h} * \sum_a^A \left(\frac{\sum_{Q=1}^N \left(PN + PC * \frac{S_Q^2}{(Snom)^2} \right) * T_Q}{(1+r)^a} \right) \quad (2.15)$$

Simplificando:

$$CPE = C_{kw-h} * \sum_a^A \sum_{Q=1}^N \left(PN + PC * \frac{S_Q^2}{(Snom)^2} \right) * T_Q / (1+r)^a \quad (2.16)$$

La ecuación (2.16) modela los costos en valor presente de las pérdidas de cualquier tipo de transformador para un numero de años A , utilizando la curva de duración de carga.

Generalizando la ecuación (2.16) para nc nodos de carga, y nt nodos de transformador:

$$C_1 = C_{kw-h} * \sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{a=1}^A \sum_{Q=1}^N \left(PN_j + PC_j * \frac{S_{iQ}^2}{(Snom_j)^2} \right) * T_Q * X_{ij} / (1+r)^a \quad (2.17)$$

La ecuación (2.17) modela el costo de pérdidas de energía de un transformador ubicado en el nodo j con respecto al nodo de carga i .

2.4. Modelo matemático para la reubicación óptima de transformadores de distribución

El problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución es descrito por un modelo lineal de tipo binario, el cual se presenta en las Ecuaciones (2.18) a (2.22), donde la función objetivo a minimizar se ilustra en la Ecuación (2.28) y el conjunto de restricciones en las Ecuaciones (2.19) a (2.22).

$$Min.FO = F_a * (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5) \quad (2.18)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^{nt} X_{ij} = 1 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, nc \quad (2.19)$$

$$\sum_{j=1}^{nt} X_{ji} = 1 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, nc \quad (2.20)$$

$$X_{jj} + \sum_{i=1}^{nc} X_{ij} = 1 \quad \forall j = nc + 1, nc + 2, \dots, nt \quad (2.21)$$

$$X_{jj} + \sum_{i=1}^{nc} X_{ji} = 1 \quad \forall j = nc + 1, nc + 2, \dots, nt \quad (2.22)$$

La primera y segunda restricción (Ecuaciones (2.19) y (2.20)) garantizan que solamente se ubique un transformador en un nodo de carga. La tercera y cuarta restricción (Ecuaciones (2.21) y (2.22)) garantizan que sino fueron utilizados los transformadores nuevos y existentes en bodega, estos permanezcan en su ubicación inicial.

A continuación se describen en forma detallada los términos de la función objetivo.

El término (C_1) considera los costos de pérdidas de energía en vacío y bajo carga de los transformadores de distribución (Ecuación 2.23).

$$C_1 = C_{kw-h} * \sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{a=1}^A \sum_{Q=1}^N (PN_j + PC_j * \frac{S_{iQ}^2}{(S_{nom_j})^2}) * T_Q * X_{ij} / (1 + r)^a \quad (2.23)$$

El término (C_2) involucra los costos de instalación y desinstalación de transformadores (Ecuación 2.24).

$$C_2 = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nt} (Cdes_i + Cins_j) * X_{ij} \quad (2.24)$$

El término (C_3) considera el costo de los transformadores de distribución nuevos a instalar en el sistema (Ecuación 2.25).

$$C_3 = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{p=nc+nb+1}^{nn} Cnuevo_p * X_{ip} \quad (2.25)$$

El término (C_4) considera los costos de transporte de transformadores de distribución (Ecuación 2.26), bajo las siguientes circunstancias: existentes en bodega (en buen estado) hasta un nodo de carga, nuevos (en bodega) hasta un nodo de carga, transformadores activos de un nodo de carga a otro nodo de carga y transformadores activos desde un nodo de carga hasta la bodega de almacenamiento.

$$C_4 = \sum_{d=1}^{nt} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq d}}^{nt} Ctrans_{dj} * X_{dj} \quad (2.26)$$

El término (C_5) modela los costos de penalización que se le asigna a un transformador por no cumplir con el factor de utilización en un nodo de carga (Ecuación 2.27).

$$C_5 = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nt} Penal_{ij} * X_{ij} \quad (2.27)$$

El término F_a lleva el costo total del modelo a anualidades (Ecuación 2.28).

$$F_a = \frac{r * (1 + r)^A}{(1 + r)^A - 1} \quad (2.28)$$

2.5. Pérdida de coordinación de fusibles

Un fusible puede ser seleccionado en función de la corriente nominal que circula por el punto de su ubicación, el tipo de fusible que desea proteger aguas abajo y la corriente de cortocircuito del lugar donde este último está ubicado. Cuando un transformador es ubicado en otro lugar, el fusible es llevado con este. Luego se debe verificar si este fusible coordina adecuadamente con los fusibles existentes aguas arriba en el nuevo sitio.

Para ilustrar esta situación se considera el sistema de la Figura 2.1. Los fusibles F1 (6K) y F2 (8K) están ubicados para proteger los transformadores de distribución del sistema. La máxima corriente de cortocircuito del punto de ubicación de los transformadores es 350 amperios. Como se puede apreciar en la tabla 1.1 (Guía para coordinación de fusibles tipo K EEI-NEMA), el fusible F3 del tipo 15K, protege adecuadamente el mayor fusible aguas abajo (8K), ante fallas con corrientes de cortocircuito hasta 440 amperios.

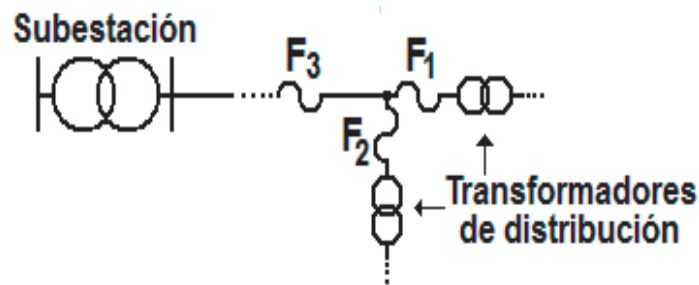


Figura 2.1: Sistema de distribución

Suponer que después de realizar la reubicación de los transformadores, el transformador 2 es cambiado por un transformador de mayor capacidad cuyo fusible de protección es 10K.

Bajo estas circunstancias, se puede apreciar en la tabla 1.1, que el fusible F3 solamente puede proteger al mayor fusible aguas abajo (10K) ante fallas con corrientes de cortocircuito hasta 300 amperios, por lo que al presentarse una falla con máxima corriente de cortocircuito, el fusible F3 no operará en forma adecuada. De acuerdo a esto, es necesario cambiar el fusible F3 por uno que esté en condiciones de proporcionar respaldo a los fusibles ubicados aguas abajo. Si esto no se realiza, en el sistema se puede presentar pérdida de confiabilidad debido a problemas de continuidad del servicio e incluso penalizaciones por incumplimiento de indicadores de calidad del servicio.

Capítulo 3

Metodología Propuesta

3.1. Generalidades

Dentro de la metodología propuesta se consideran los siguientes aspectos:

- Pueden haber transformadores de distribución bajo tres características: en buen estado y operando en el sistema, en buen estado e inactivos en la bodega de almacenamiento y nuevos en la bodega de almacenamiento.
- Los transformadores de distribución nuevos se consideran ubicados en bodega, debido a que en el momento en que un operador de red los compra a un proveedor, estos generalmente son ubicados en sitios como estos.
- Solamente se permite instalar un transformador en un nodo de carga.
- Las pérdidas de los transformadores en vacío son constantes, y bajo carga son afectadas por la cargabilidad del transformador, las cuales son obtenidas de la Normas NTC 818 y 819.
- A pesar de que coordinar nuevamente los fusibles del sistema tiene un costo operativo asociado al cambio de fusibles (si es necesario) y el costo de la hora del ingeniero encargado, estos valores no son considerados dentro del costo del proyecto.
- No se considera la depreciación de los transformadores de distribución.
- El modelo considera una curva de duración de carga discretizada en niveles, de acuerdo al número de horas de cada nivel.

- No se considera crecimiento de la carga durante los años de estudio.
- Solamente se consideran fusibles tipo K para protección del sistema.

3.2. Metodología

Con el fin de reubicar transformadores de distribución para disminuir pérdidas técnicas y además evitar problemas operativos en los sistemas de protecciones como consecuencia de la reubicación, se presenta la metodología descrita a continuación.

Paso 1: Descripción del sistema de distribución. Se deben conocer los siguientes valores:

- Valores nominales del sistema: voltaje, corrientes, número de fases, etc.
- Tipos de fusibles ubicados sobre la red primaria y en los transformadores de distribución.
- Tramos de red: longitud, impedancia, calibre del conductor.
- Transformadores existentes en operación y en bodega: capacidad nominal, número de fases.
- Demandas del sistema.
- Capacidad nominal de transformadores nuevos que se van a considerar.

Paso 2: Definir aspectos del modelo. Se deben especificar los siguientes valores:

- Costos de transformadores nuevos.
- Costo de transporte de transformadores entre nodos de carga, entre nodos de carga y bodega, y entre bodega y nodos de carga, en función de las distancias.
- Costo de instalación y desinstalación de transformadores.
- Costo de la energía.
- Curva de duración de carga: número de niveles y duración en horas de cada uno.
- Tasa de descuento.

- Tasa de crecimiento del costo de la energía.
- Número de periodos considerados para el estudio (años).
- Límites de cargabilidad para los transformadores.

Paso 3: Solucionar el modelo matemático.

Escoger el modelo a utilizar de acuerdo a al problema a solucionar. Los modelos se encuentran en el *Capítulo 3* con sus respectivas explicación. Los modelos pueden ser solucionado con cualquier software de optimización comercial (Gams, Ampl, etc.).

Posteriormente se procede a solucionar el modelo, con el fin de verificar que transformadores quedaron activos en el sistema y los costos del proyecto.

Paso 4: Verificar la coordinación de los fusibles.

Una vez se tiene el listado de los transformadores de distribución que son propuestos para reubicar en el sistema, se procede a verificar si los fusibles ubicados sobre la red primaria son los adecuados para proteger los fusibles ubicados aguas abajo (incluyendo los transformadores). Si los fusibles ubicados antes de la reubicación no presentan inconvenientes, se finaliza la metodología. En caso contrario se pasa al paso 5.

Paso 5: Coordinar los fusibles del sistema.

Se realiza un estudio de cortocircuito trifásico del sistema con el fin de verificar los valores de estas corrientes en los puntos de ubicación de los fusibles. Luego se procede a realizar la selección y coordinación de los fusibles de acuerdo a tablas de coordinación.

Capítulo 4

Implementación y resultados

A continuación se presenta la aplicación de la metodología propuesta en dos sistemas de prueba de una electrificadora en Colombia. La metodología se describe paso a paso en el primer sistema de prueba, el cual tiene 20 nodos de carga. El segundo sistema contiene 92 nodos de cargas. Ambos sistemas fueron resueltos usando el solver CPLEX de GAMS [31]. Sin embargo el modelo también puede ser resuelto por medio de la programación de métodos de optimización lineal entera [16].

4.1. Sistema de Prueba 1

A continuación se presenta la aplicación de metodología propuesta en un sistema de prueba de 20 nodos.

Paso 1. Descripción del sistema de distribución.

El sistema de distribución se ilustra en la Fig 4.1. El sistema tiene un voltaje nominal de 13.2 kV. Se considera un alimentador primario de 20 transformadores de distribución de diferentes características. La bodega de almacenamiento de los transformadores inactivos y los nuevos, se encuentra en la subestación de distribución (Nodo 21). Las demandas del sistema y la potencia nominal de los transformadores ubicados en dichos puntos, se ilustran en la tabla 4.1.

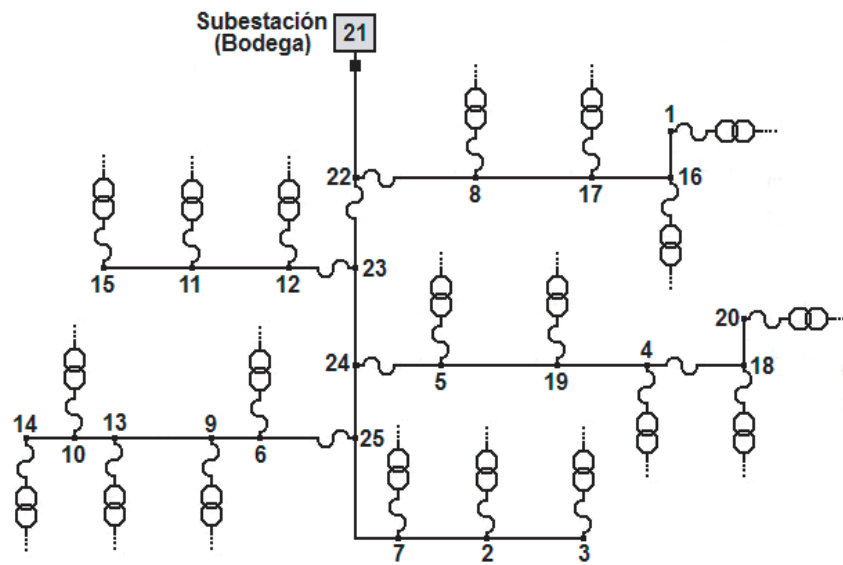


Figura 4.1: Sistema de prueba

Tabla 4.1: Nodos de carga (kVA)

Nodo	Demanda máxima (kW)	Capacidad nominal (kVA)	Nodo	Demanda máxima (kW)	Capacidad nominal (kVA)
1	3,5	37,5	11	16	10
2	20	75	12	3,7	25
3	3,5	10	13	31,2	50
4	11	50	14	5	50
5	4,1	15	15	19	75
6	15	37,5	16	3	5
7	18	25	17	7	5
8	40	75	18	4,5	10
9	38,2	75	19	20	37,5
10	8	15	20	12,2	25

Los fusibles ubicados en los transformadores y en los tramos de red del sistema se presentan en las tablas 4.2 y 4.3 respectivamente.

Tabla 4.2: Fusibles ubicados en los transformadores

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
1	2K	11	1K
2	6K	12	2K
3	1K	13	3K
4	3K	14	3K
5	1K	15	6K
6	2K	16	1K
7	2K	17	1K
8	6K	18	1K
9	6K	19	2K
10	1K	20	2K

Tabla 4.3: Fusibles ubicados en tramos de red

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
22-8	25K	24-5	65K
22-23	80K	4-18	10K
23-12	65K	25-6	50K

Paso 2. Definir aspectos del modelo.

Los costos de instalación, desinstalación y transformadores nuevos se presentan en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Costos considerados

kVA nominal	Costos (\$)		
	Instalar	Desinstalar	Transformadores nuevos
5	90.217	90.217	1.492.800
10	97.500	97.500	1.523.999
15	115.000	115.000	1.760.200
25	150.000	150.000	2.235.550
38	170.500	170.500	2.886.450
50	195.000	195.000	3.471.450
75	210.000	210.000	4.551.999

El costo de transportar transformadores es \$ 15.000/km. El costo del kW-h es\$ 381. Se empleó

una curva de duración de carga con tres niveles de carga de 1000, 6760 y 1000 horas, para una demanda del 100 %, 60 % y 30 %, de su valor nominal, respectivamente. El interés involucrado para expresar en valor presente los costos operativos es del 10 % (tasa de descuento). Se tiene en cuenta un periodo de análisis de 10 años. La cargabilidad permitida para los transformadores está entre el 40 % y el 90 %. No se considera restricción financiera en el proyecto.

Paso 3. El modelo fue planteado y solucionado en GAMS.

Los resultados obtenidos son: Los transformadores asociados a los nodos 6, 7, 8, 9, 10, 13, 16, 18, 19 y 20, no cambiaron de lugar. Los transformadores que inicialmente estaban asociados a los nodos 2, 14 y 15 quedaron en bodega. En los nodos 1, 5 y 12 se ubicaron transformadores nuevos de 5 kVA. Los transformadores reubicados fueron: del nodo 12 al 11, del nodo 11 al 17, del nodo 17 al 3, del nodo 3 al 14, del nodo 1 al 15, del nodo 5 al 4, del nodo 4 al 2.

En la tabla 4.5 se presenta la cargabilidad de los transformadores antes y después de realizar la reubicación. Se puede observar que la cargabilidad al final del proceso está entre 40.0 % y 82.0 %, cumpliendo la normatividad de la CREG.

Para efectos comparativos se presentan en la tabla 4.8 los costos antes y después de realizar la reubicación de transformadores. Se puede apreciar que el costo de las pérdidas de energía del sistema disminuye un 36,91 %. El costo del proyecto después de reubicar los transformadores de distribución es menor con respecto a la configuración inicial en un 28,48 %.

Pasos 4 y 5. Verificar la coordinación de los fusibles y coordinarlos nuevamente.

Al verificar la coordinación de los fusibles del sistema después de reubicar los transformadores, se observa que algunos no son adecuados, por lo que se procede a realizar nuevamente el proceso de selección y coordinación. Este proceso se realizó en Matlab. Los fusibles del sistema con la nueva coordinación se presentan en las tablas 4.6 y 4.7, respectivamente.

Se observa que los nodos en los cuales se cambiaron transformadores tienen nuevos fusibles, así

Tabla 4.5: Cargabilidad de los transformadores

Nodo	Demanda máxima (kW)	Capacidad nominal (kVA)		Cargabilidad (%)	
		Inicial	Final	Inicial	Final
1	3,5	37,5	5	9,33	70,00
2	20	75	50	26,67	40,00
3	3,5	10	5	35,00	70,00
4	11	50	15	22,00	73,33
5	4,1	15	5	27,33	82,00
6	15	37,5	37,5	40,00	40,00
7	18	25	25	72,00	72,00
8	40	75	75	53,33	53,33
9	38,2	75	75	50,93	50,93
10	8	15	15	53,33	53,33
11	16	10	25	160,00	64,00
12	3,7	25	5	14,80	74,00
13	31,2	50	50	62,40	62,40
14	5	50	10	10,00	50,00
15	19	75	37,5	25,33	50,67
16	3	5	5	60,00	60,00
17	7	5	10	140,00	70,00
18	4,5	10	10	45,00	45,00
19	20	37,5	37,5	53,33	53,33
20	12,2	25	25	48,80	48,80

como los tramos de red 22-23, 12-23 y 5-24. De esta forma se garantiza que los fusibles del sistema tengan selectividad y tiempos adecuados de operación a la hora de actuar ante fallas en el sistema.

Tabla 4.8: Comparación de costos

Costo Total Anualizado (\$)		
Costos	Configuración inicial	Configuración final
Pérdidas de energía	10.346.651	8.722.766
Transformadores nuevos	0	728.839
Instalación y desinstalación	0	442.193
Transporte	0	32.825
Función Objetivo	10.346.651	9.926.623

Se observa que los nodos en los cuales se cambiaron transformadores tienen nuevos fusibles, así

Tabla 4.6: Fusibles ubicados en los transformadores

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
1	1K	11	2K
2	3K	12	1K
3	1K	13	3K
4	1K	14	1K
5	1K	15	2K
6	2K	16	1K
7	2K	17	1K
8	6K	18	1K
9	6K	19	2K
10	1K	20	2K

Tabla 4.7: Fusibles ubicados en tramos de red

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
22-8	25K	24-5	50K
22-23	65K	4-18	10K
23-12	50K	25-6	50K

como los tramos de red 22-23, 12-23 y 5-24. De esta forma se garantiza que los fusibles del sistema tengan selectividad y tiempos adecuados de operación a la hora de actuar ante fallas en el sistema.

4.2. Sistema de prueba 2

A continuación se presenta la aplicación de metodología propuesta en un sistema de prueba de 92 nodos.

En las tablas 4.9 y 4.10 se encuentran los datos de los transformadores nuevos y en bodega, disponibles para la reubicación. Los datos generales empleados en la metodología se encuentran en las tablas 4.11 y 4.12. Los parámetros de los transformadores monofásicos y trifásicos se encuentran en las tablas 4.13 y 4.14, respectivamente. Los datos de las líneas y las demandas nodales se encuentran en el Anexo.

Tabla 4.9: Transformadores monofásicos disponibles para reubicación

Transformadores Monofásicos		
kVA	Cantidad de Transformadores	
	Bodega	Nuevos
5	4	38
10	3	38
15	3	38
25	0	38
37,5	0	38
50	0	38
75	0	38
100	0	38

Tabla 4.10: Transformadores trifásicos disponibles para reubicación

Transformadores Trifásico		
kVA	Cantidad de Transformadores	
	Bodega	Nuevos
15	4	54
30	3	54
45	3	54
75	0	54
112,5	0	54
150	0	54
225	0	54
300	0	54
400	0	54
500	0	54

Tabla 4.11: Costos de energía y transporte

Costo de la energía \$	Costo distancia por Km \$	Años de estudio	Taza de interés %
381	20000	10	10

Tabla 4.12: Curva de duración de carga utilizada

Curva de demanda		
Nivel	% Demanda máxima	Horas
1	100	1000
2	60	6760
3	30	1000

Tabla 4.13: Parámetros de transformadores monofásicos

Monofásicos						
Tipo	Perdidas		Costos \$			Fusible
kVA	Núcleo (kW)	Cobre (kW)	Nuevos	Instalación	Desinstalación	Tipo K
5	0,03	0,09	1.287.600	90.000	90.000	1
10	0,05	0,14	1.624.000	90.000	90.000	2
15	0,07	0,195	1.798.000	90.000	90.000	3
25	0,1	0,29	2.337.400	90.000	90.000	5
37,5	0,135	0,405	2.842.000	129.682	129.682	7
50	0,16	0,51	3.596.000	129.682	129.682	10
75	0,21	0,71	5.046.000	129.682	129.682	15
100	0,26	0,9	6.844.000	129.682	129.682	20

Tabla 4.14: Parámetros de transformadores trifásicos

Trifásicos						
Tipo	Perdidas		Costos \$			Fusible
kVA	Núcleo (kW)	Cobre (kW)	Nuevos	Instalación	Desinstalación	Tipo K
15	0,08	0,31	3.248.000	129.682	129.682	1
30	0,135	0,515	3.596.000	129.682	129.682	2
45	0,18	0,71	4.350.000	129.682	129.682	3
75	0,265	1,09	5.626.000	129.682	129.682	5
112,5	0,365	1,54	6.565.600	129.682	129.682	7
150	0,45	1,96	8.584.000	258.959	258.959	10
225	0,615	2,89	11.600.000	258.959	258.959	15
300	0,765	3,575	13.630.000	258.959	258.959	20
400	0,93	4,73	15.776.000	258.959	258.959	30
500	1,09	5,78	19.488.000	258.959	258.959	40

A continuación se presenta la reubicación óptima de transformadores para el sistema de distribución, empleando el 40 % y 90 % de su capacidad nominal como límites de cargabilidad.

En la tabla 4.15 se presenta la cargabilidad de los transformadores antes y después de realizar la reubicación. La tabla 4.15 está conformada por:

- **Nodo:** Son los nodos de carga.
- **Demanda máxima (kW):** Es la demanda pico o máxima que se presentan en los nodos de carga.
- **Transformador inicial:** Son los transformadores que estaban en el sistema antes de la reubicación (configuración inicial).
- **Transformador final:** Son los transformadores que fueron ubicado en el sistema después de la reubicación (configuración final).
- **Nodo de procedencia:** Indica el origen de los transformadores de la configuración final.
- **Cargabilidad:** Es la cargabilidad que se presentan en los nodos de cargas antes (inicial) y después (final) de la reubicación de transformadores.

Tabla 4.15: Cargabilidad de los transformadores

Nodo	Demanda Máxima (kW)	Transformador Inicial	Configuración Final		Cargabilidad (%)	
			Transformador final	Nodo de Procedencia	Inicial	Final
2	0,67	30,0	15,0	Nuevo	2,22	4,44
3	14,10	75,0	25,0	62	18,80	56,41
5	14,55	75,0	25,0	6	19,40	58,21
6	5,28	25,0	10,0	Nuevo	21,10	52,75
11	25,47	112,5	30,0	Nuevo	22,64	84,90
16	20,98	112,5	30,0	Nuevo	18,65	69,94
18	28,05	150,0	45,0	77	18,70	62,33
19	20,21	112,5	30,0	79	17,97	67,38
20	20,09	75,0	37,5	113	26,79	53,57
22	29,55	75,0	50,0	115	39,40	59,09

Continúa ...

Tabla 4.15: Cargabilidad de los transformadores

23	16,88	75,0	37,5	120	22,50	45,00
24	15,56	75,0	37,5	116	20,74	41,49
25	24,72	112,5	30,0	Nuevo	21,97	82,38
27	8,04	30,0	15,0	Nuevo	26,79	53,58
28	11,93	75,0	15,0	Bodega	15,90	79,51
29	6,42	75,0	10,0	Nuevo	8,55	64,15
30	7,21	75,0	10,0	Nuevo	9,61	72,11
31	7,79	112,5	15,0	Nuevo	6,92	51,93
34	7,75	75,0	10,0	Nuevo	10,33	77,49
35	11,13	112,5	15,0	Nuevo	9,90	74,21
40	1,90	50,0	5,0	Nuevo	3,79	37,94
41	27,99	112,5	45,0	Nuevo	24,88	62,21
43	29,03	112,5	45,0	Nuevo	25,80	64,50
44	20,74	112,5	30,0	Bodega	18,43	69,12
45	8,12	112,5	15,0	Nuevo	7,21	54,10
46	10,75	112,5	15,0	Nuevo	9,55	71,66
47	14,79	112,5	30,0	Bodega	13,14	49,29
48	14,26	112,5	30,0	50	12,68	47,53
49	12,39	112,5	15,0	Nuevo	11,01	82,60
50	8,04	30,0	15,0	Nuevo	26,79	53,58
51	1,45	112,5	15,0	Nuevo	1,29	9,68
52	8,99	112,5	15,0	Nuevo	7,99	59,92
53	12,11	112,5	15,0	Bodega	10,76	80,72
54	6,23	75,0	10,0	Bodega	8,30	62,25
55	0,21	37,5	5,0	Nuevo	0,56	4,19
56	36,16	112,5	45,0	Bodega	32,14	80,35
57	12,52	112,5	15,0	Nuevo	11,13	83,46
59	23,37	75,0	37,5	97	31,15	62,31
61	8,11	50,0	10,0	Nuevo	16,22	81,10
62	3,13	25,0	5,0	Nuevo	12,53	62,67
63	10,41	45,0	15,0	Nuevo	23,12	69,37
64	1,64	50,0	5,0	Nuevo	3,27	32,72
65	12,35	112,5	15,0	Nuevo	10,98	82,36
66	1,67	50,0	5,0	Nuevo	3,33	33,33
68	12,24	75,0	15,0	Nuevo	16,32	81,62
69	12,81	112,5	15,0	Nuevo	11,39	85,42
70	16,07	112,5	30,0	Bodega	14,29	53,58
71	10,05	112,5	15,0	Nuevo	8,93	67,01
72	16,96	112,5	30,0	27	15,08	56,54
73	10,40	112,5	15,0	Nuevo	9,24	69,31

Continúa ...

Tabla 4.15: Cargabilidad de los transformadores

74	77,16	150,0	150,0	74	51,44	51,44
75	5,00	30,0	15,0	Bodega	16,67	33,33
77	5,58	45,0	15,0	Nuevo	12,41	37,23
79	6,56	30,0	15,0	Bodega	21,86	43,72
80	1,35	25,0	5,0	Nuevo	5,39	26,94
81	15,78	150,0	30,0	75	10,52	52,60
82	15,02	112,5	30,0	2	13,35	50,07
83	34,26	225,0	45,0	Bodega	15,23	76,14
84	7,63	112,5	15,0	Nuevo	6,78	50,85
85	78,80	225,0	112,5	19	35,02	70,04
86	8,72	37,5	10,0	Nuevo	23,24	87,17
87	7,03	75,0	10,0	Bodega	9,37	70,29
88	7,06	112,5	15,0	Nuevo	6,27	47,05
89	32,47	150,0	45,0	Bodega	21,65	72,16
90	1,06	37,5	5,0	Nuevo	2,82	21,17
93	74,35	225,0	112,5	119	33,05	66,09
94	42,51	150,0	75,0	Nuevo	28,34	56,68
95	8,28	112,5	15,0	Nuevo	7,36	55,18
96	2,31	112,5	15,0	Nuevo	2,05	15,38
97	0,62	37,5	5,0	Nuevo	1,66	12,47
98	9,06	50,0	15,0	Bodega	18,13	60,42
99	4,43	25,0	5,0	Nuevo	17,72	88,61
100	31,43	112,5	45,0	Nuevo	27,94	69,84
101	13,52	50,0	25,0	99	27,03	54,07
102	12,60	75,0	25,0	80	16,80	50,39
103	31,60	225,0	45,0	63	14,05	70,23
104	63,82	225,0	112,5	16	28,37	56,73
105	13,50	225,0	15,0	Bodega	6,00	90,00
106	6,42	300,0	15,0	Nuevo	2,14	42,79
108	10,81	50,0	15,0	Bodega	21,62	72,07
109	5,79	75,0	10,0	Bodega	7,72	57,90
111	20,48	112,5	30,0	Nuevo	18,20	68,25
112	12,84	150,0	15,0	Nuevo	8,56	85,59
113	4,30	37,5	5,0	Bodega	11,48	86,08
114	4,14	50,0	5,0	Bodega	8,28	82,75
115	9,00	50,0	10,0	Nuevo	18,00	89,99
116	2,24	37,5	5,0	Bodega	5,97	44,75
117	2,01	75,0	5,0	Nuevo	2,68	40,14
118	9,81	75,0	15,0	Nuevo	13,08	65,40
119	23,22	112,5	30,0	121	20,64	77,41

Continúa ...

Tabla 4.15: Cargabilidad de los transformadores

120	3,71	37,5	5,0	Bodega	9,89	74,17
121	0,81	30,0	15,0	Nuevo	2,70	5,41

En las tablas 4.16 y 4.17 se presenta la coordinación de fusibles antes y después de la reubicación de transformadores.

Tabla 4.16: Fusibles ubicados en tramos de red (configuración inicial)

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
9-10	140K	58-67	40K
15-16	40K	13-91	40K
35-36	40K	15-105	40K
58-59	40K	— — —	— — —

Tabla 4.17: Fusibles ubicados en tramos de red (configuración final)

Nodo	Fusible	Nodo	Fusible
9-10	65K	58-67	30K
15-16	30K	13-91	30K
35-36	30K	15-105	30K
58-59	30K	— — —	— — —

A continuación se presenta en la tabla 4.18 los costos antes y después de realizar la reubicación de transformadores.

Tabla 4.18: Comparación de costos

Costo Total Anualizado (\$)		
Costos	Configuración inicial	Configuración final
Pérdidas de energía	95.191.903	51.130.798
Transformadores nuevos	0	22.597.524
Instalación y desinstalación	0	3.854.660
Transporte	0	582.716
Total	95.191.903	78.165.697

Se observa que los nodos en los cuales se cambiaron transformadores tienen nuevos fusibles, así como los tramos de red descritos en la tabla 4.17. De esta forma se garantiza que los fusibles del sistema tengan selectividad y tiempos adecuados de operación a la hora de actuar ante fallas en el sistema.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo se propone una metodología para reubicar transformadores con el fin de reducir pérdidas técnicas en sistemas de distribución. El modelo considera los siguientes costos: transformadores nuevos, transporte, instalación y desinstalación, y pérdidas de energía. Además en una etapa posterior se lleva en cuenta la coordinación de protecciones.

Los resultados obtenidos al aplicar esta metodología a dos sistemas de prueba de dimensiones reales reflejan la validez de la propuesta al compararlos con respecto al caso base (sin efectuar reubicación). De acuerdo a esto siempre es beneficioso para las electrificadoras aplicar este tipo de estrategias, pues permiten mejorar condiciones operativas como cargabilidades de elementos e índices de pérdidas, y además obtener beneficios económicos como consecuencia del cumplimiento de aspectos regulatorios impuestos por la CREG.

La metodología planteada es general y puede ser fácilmente adaptada a sistemas de distribución con diferentes características operativas. Adicionalmente el costo de implementación de la solución propuesta es bajo con respecto a la penalización que recibe el Operador de Red al no efectuar ninguna acción correctiva en su sistema. Además debido a que el modelo matemático propuesto puede ser resuelto en cualquier software de optimización comercial, esta metodología presenta un gran interés para los Operadores de Red, pues al apreciar los resultados se observa que existe una gran relación beneficio costo, lo que significa una alta rentabilidad para una baja inversión.

Se aprecia como al reubicar transformadores de distribución se altera la coordinación de las protecciones (fusibles). Si esta etapa no se lleva en cuenta, se pueden presentar penalizaciones e incumplimientos de índices de confiabilidad, por lo que es aconsejable verificar y coordinar nuevamente (si es el caso) los ajustes de estos elementos, con el fin de garantizar selectividad y tiempos adecuados de operación en el momento en que se presente una falla en el sistema de distribución.

Para trabajos futuros se pueden incluir otros parámetros que modelen con una mejor aproximación el comportamiento de los transformadores como tiempo de operación y desgaste de su vida útil. Además se puede incluir en la formulación matemática el crecimiento de la demanda.

Bibliografía

- [1] KERSTING, W.H. *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, Second Edition, New York, 2007.
- [2] ZHU, J., GRIFF, B. Y CHOW, M. “ *Phase balancing using mixed-integer programming* ”. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 4, 1998.
- [3] GARCÉS, A., GRANADA, M. Y GALLEGO, R. “*Balance de fases usando colonia de hormigas*”. Revista Ingeniería y Competitividad, Vol. 7, No. 2, 2005.
- [4] LEIVA, M.A. *Localización óptima de condensadores en un sistema de distribución eléctrico vía algoritmos genéticos*. Tesis de Ingeniería Civil de Industrias con Diplomado en Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, 2001.
- [5] ESTRADA, G., TOVAR, J.H. Y GUTIERREZ, G. “*Methodology for capacitor placement in distribution systems using linear sensitivity factors*”. Revista IEEE America Latina, Vol. 3, No. 2, 2006.
- [6] CINVALAR, S., GRAINGER, J., YIN, H. Y LEE, S. “*Distribution feeder reconfiguration for loss reduction*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988.
- [7] BARAN, M. Y WU, F. “*Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, 1989.
- [8] SHIRMOHAMMADI, D. Y HONG, H. “*Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction*”. IEEE Trans. on Power Deliver, Vol. 4, No. 2, 1989.

- [9] PONNAVAIKKO, M. Y PRAKASA-RAO, K.S. “*An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation*”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6, 1982.
- [10] TRAM, H.N. Y WALL, D.L. “*Optimal conductor selection in planning radial distribution systems*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 1, 1988.
- [11] WANG, Z., LIU, H., YU, D.C., WANG, X. Y SONG, H. “*A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, 2000.
- [12] MÉNDEZ, P. Y LLIVICHUZHCA, V. “*Reemplazo óptimo en un parque de transformadores de distribución usando algoritmos genéticos con programación en matlab*”. Corporación CENACE, Centro de documentación e información. <http://biblioteca.cenace.org.ec/>, 2008.
- [13] QUINTERO, J.A. *Metodología para la reubicación del parque de transformadores pertenecientes al nivel de tensión I de los sistemas de distribución*. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2010.
- [14] TUTA, O.F. *Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida*. Proyecto de Grado de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2011.
- [15] ACOSTA, C.A., HINCAPIÉ, R.A. Y GALLEGO, R.A. “*Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas*”. Revista Scientia et Technica, No. 51, Pereira, 2012.
- [16] GALLEGO, R.A., ESCOBAR, A. Y ROMERO R.A. *Programación Lineal Entera*. Primera Edición. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2007.
- [17] SAMUEL RAMIREZ CASTAÑO. *Redes de distribución de energía*. Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.
- [18] GERS, J.M. *Aplicación de protecciones eléctricas*. Ediciones Universidad del Valle, Cali, 1993.

- [19] Empresas Públicas de Medellín E.S.P. *Curso de coordinación de protecciones en el sistema de distribución de energía eléctrica (MT/BT)*. Documento Numero 8755-00-EL-ST-002-01, HMV ingenieros, Itagüí, julio del 2007.
- [20] E.E.STAFF-M.I.T. *Circuitos magnéticos y transformadores*. Editorial Reverté, Buenos Aires-Argentina, 1980.
- [21] UPME. *Eficiencia energética en transformadores eléctricos*. Proyecto de la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (Upme) y el Instituto Colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología, Francisco José de Caldas (Colciencias).
- [22] TECNOLÓGICA DE PEREIRA Y COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS-CREG (2010). *Apoyo académico y soporte técnico en el proceso de Implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica*. Informe final-Tomo 1. Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, Bogotá.
- [23] NTC 818. *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Transformadores monofásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de corto circuito*. Bogotá, Colombia, 1995.
- [24] NTC 819. *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito*. Bogotá, Colombia. 1995.
- [25] NTC 1954. *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Electrotecnia. Transformadores reconstruidos y reparados*. Bogotá, Colombia. 1996.
- [26] ANDERSON, P.M. *Power System Protection*. IEEE Press Series on Power Engineering. New York, 1990.
- [27] EGEA ELJACH, LUIS ANTONIO. *Casos estudios típicos en los sistemas de distribución de energía eléctrica*. Tesis de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, 2009.
- [28] RESOLUCIÓN CREG 097 de 2008. www.creg.gov.co
- [29] CREG. *Anexo 12. pérdidas técnicas eficientes* www.creg.gov.co

[30] <http://www.mathworks.com>.

[31] <http://www.gams.com>.

[32] <http://www.abb.com.co/ProductGuide>.

Anexo

Tabla 5.1: Líneas del sistema de prueba 2

Nodos		Impedancia		Longitud (Km)
Envio	Recibo	R (Ω /km) AC a 75°C	X(Ω /km) 60Hz 75°C	
Subestación	2	0,327	0,404	0,24796
2	3	0,717	0,43	0,054
3	4	0,717	0,43	0,093
4	5	0,717	0,43	0,1475
5	6	0,717	0,43	0,14524
6	7	0,717	0,43	0,08805
7	8	0,717	0,43	0,0194
8	9	0,717	0,43	0,14308
9	10	1,133	0,217	0,14328
10	11	0,584	0,421	0,076
11	12	0,584	0,421	0,15505
12	13	0,717	0,43	0,13836
13	14	0,584	0,421	0,15408
14	15	0,584	0,421	0,14022
15	16	1,7	0,465	0,0958
16	17	1,7	0,465	0,05261
17	18	1,1	0,447	0,08702
18	19	1,7	0,465	0,17418
19	20	1,7	0,465	0,151
20	21	1,7	0,465	0,06002
21	22	1,7	0,465	0,11
22	23	1,7	0,465	0,20769
23	24	1,1	0,447	0,128

Continúa ...

Tabla 5.1: Líneas del sistema de prueba 2

7	25	1,1	0,447	0,065
25	26	1,1	0,447	0,065
26	27	1,1	0,447	0,0731
27	28	1,1	0,447	0,15634
28	29	1,1	0,447	0,07473
29	30	1,1	0,447	0,09167
30	31	1,1	0,447	0,10151
31	32	0,584	0,421	0,01969
32	33	0,584	0,421	0,11374
33	34	0,327	0,404	0,07172
34	35	0,327	0,404	0,07473
35	36	0,327	0,404	0,03667
36	37	0,327	0,404	0,13656
37	38	0,327	0,404	0,2147
38	39	1,1	0,447	0,14711
39	40	1,7	0,465	0,2769
26	41	1,1	0,447	0,06737
26	42	1,7	0,465	0,148
42	43	2,1	0,3948	0,085
42	44	1,7	0,465	0,0741
44	45	1,7	0,465	0,13107
31	46	1,1	0,447	0,10312
33	47	0,584	0,421	0,11234
47	48	0,584	0,421	0,09277
36	49	0,327	0,404	0,05727
37	50	1,7	0,465	0,0394
38	51	1,7	0,465	0,03544
38	52	0,717	0,43	0,03905
52	53	0,717	0,43	0,12637
53	54	0,717	0,43	0,07692
39	55	1,7	0,465	0,1914
8	56	1,1	0,447	0,099
9	57	1,1	0,447	0,19303
57	58	1,1	0,447	0,033

Continua ...

Tabla 5.1: Líneas del sistema de prueba 2

58	59	1,1	0,447	0,2114
59	60	1,1	0,447	0,08714
60	61	1,1	0,447	0,163
61	62	1,1	0,447	0,056
62	63	1,1	0,447	0,08947
63	64	1,1	0,447	0,1288
64	65	1,1	0,447	0,04664
65	66	1,1	0,447	0,17265
58	67	1,1	0,447	0,086
67	68	1,1	0,447	0,105
68	69	0,717	0,43	0,10112
69	70	0,717	0,43	0,068
70	71	0,717	0,43	0,07305
67	72	1,1	0,447	0,086
69	73	1,7	0,465	0,12709
60	74	1,7	0,465	0,09239
60	75	1,1	0,447	0,26471
63	76	0,717	0,43	0,0583
76	77	0,717	0,43	0,035
77	78	1,1	0,447	0,1083
78	79	1,1	0,447	0,06811
79	80	1,1	0,447	0,198
76	81	0,717	0,43	0,07494
78	82	1,1	0,447	0,064
9	83	0,3534	0,17	0,016
83	84	0,3534	0,17	0,052
84	85	0,55	0,202	0,09508
10	86	1,7	0,465	0,06
11	87	0,584	0,421	0,07628
87	88	0,584	0,421	0,17078
12	89	1,7	0,465	0,08241
89	90	1,7	0,465	0,047
13	91	0,55	0,202	0,07003
91	92	1,133	0,217	0,06789

Continua ...

Tabla 5.1: Líneas del sistema de prueba 2

92	93	1,133	0,217	0,061
91	94	1,133	0,217	0,019
94	95	1,133	0,217	0,11801
91	96	1,133	0,217	0,02755
92	97	1,133	0,217	0,0422
13	98	1,1	0,447	0,05907
98	99	1,1	0,447	0,06007
98	100	1,7	0,465	0,06506
14	101	1,1	0,447	0,083
14	102	1,1	0,447	0,04428
102	103	0,55	0,202	0,024
103	104	0,55	0,202	0,05108
15	105	1,7	0,465	0,08008
105	106	1,1	0,447	0,09095
106	107	1,1	0,447	0,12653
107	108	1,1	0,447	0,07605
108	109	1,1	0,447	0,08905
109	110	1,7	0,465	0,17
110	111	1,7	0,465	0,07604
107	112	1,1	0,447	0,08508
109	113	1,7	0,465	0,05314
113	114	1,7	0,465	0,0886
114	115	1,7	0,465	0,059
110	116	1,7	0,465	0,06303
110	117	1,1	0,447	0,09415
17	118	1,7	0,465	0,075
21	119	1,7	0,465	0,063
23	120	1,1	0,447	0,05315
120	121	1,1	0,447	0,092

Tabla 5.2: Demanda nodal (kVA)

Nodos	Demanda Máxima (kW)	Transformador (kVA)	Número de fases	X	Y
Subestación	0	0,0	0	1147067,2	1003342,6
2	0,6667	30,0	3	1146793,3	1003333,3
3	14,1028	75,0	1	1146754,8	1003320,4
5	14,5514	75,0	1	1146573,6	1003169,4
6	5,2750	25,0	1	1146428,9	1003159,3
11	25,4708	112,5	3	1146195,9	1002927,2
16	20,9819	112,5	3	1145572,5	1003020
18	28,0486	150,0	3	1145533,8	1003110,9
19	20,2125	112,5	3	1145361,4	1003103,3
20	20,0903	75,0	1	1145209,3	1003105,7
22	29,5472	75,0	1	1145144,9	1003217,8
23	16,8764	75,0	1	1144938,4	1003235,4
24	15,5583	75,0	1	1144939,8	1003363,2
25	24,7153	112,5	3	1146357	1003230,3
27	8,0375	30,0	3	1146353,9	1003408,7
28	11,9264	75,0	1	1146363,3	1003526,3
29	6,4153	75,0	1	1146453,6	1003564,3
30	7,2111	75,0	1	1146535,4	1003606,2
31	7,7889	112,5	3	1146579,6	1003697
34	7,7486	75,0	1	1146566,6	1003891,6
35	11,1319	112,5	3	1146551,3	1003965,8
40	1,8972	50,0	1	1145896,3	1004176,3
41	27,9944	112,5	3	1146288,3	1003299,6
43	29,0250	112,5	3	1146587,6	1003299,7
44	20,7361	112,5	3	1146508,8	1003377,7
45	8,1153	112,5	3	1146540,3	1003483
46	10,7486	112,5	3	1146614,8	1003793,2
47	14,7875	112,5	3	1146481,9	1003813,9
48	14,2597	112,5	3	1146391,1	1003800,5
49	12,3903	112,5	3	1146532	1004057,1
50	8,0375	30,0	3	1146378,6	1004003,7
51	1,4514	112,5	3	1146197,4	1003900,8

Continúa ...

Tabla 5.2: Demanda nodal (kVA)

52	8,9875	112,5	3	1146179,3	1003972,9
53	12,1083	112,5	3	1146150,5	1004093,2
54	6,2250	75,0	1	1146132,1	1004169,6
55	0,2097	37,5	1	1145892	1003853,8
56	36,1597	112,5	3	1146381,8	1003086,7
57	12,5194	112,5	3	1146205,6	1003343,5
59	23,3653	75,0	1	1146038,3	1003385,4
61	8,1097	50,0	1	1145748,9	1003394,7
62	3,1333	25,0	1	1145694,5	1003395,1
63	10,4056	45,0	3	1145616,9	1003435,8
64	1,6361	50,0	1	1145513,1	1003498,3
65	12,3542	112,5	3	1145458,6	1003514,1
66	1,6667	50,0	1	1145299	1003574,9
68	12,2431	75,0	1	1146166,8	1003523,3
69	12,8125	112,5	3	1146065,9	1003524,8
70	16,0736	112,5	3	1145988,5	1003526,2
71	10,0514	112,5	3	1145991,1	1003589,4
72	16,9611	112,5	3	1146124,3	1003461,6
73	10,3958	112,5	3	1146066,9	1003654,3
74	77,1556	150,0	3	1145922,5	1003301,2
75	5,0000	30,0	3	1145762,9	1003548,2
77	5,5847	45,0	3	1145615,6	1003344,9
79	6,5583	30,0	3	1145463	1003316,7
80	1,3472	25,0	1	1145374,4	1003427,4
81	15,7806	150,0	3	1145544,4	1003404,3
82	15,0208	112,5	3	1145534,4	1003259,9
83	34,2639	225,0	3	1146186,1	1003145,9
84	7,6278	112,5	3	1146147,9	1003137,9
85	78,7986	225,0	3	1146044,8	1003141,4
86	8,7167	37,5	1	1146255,5	1003003
87	7,0292	75,0	1	1146214,4	1002860,3
88	7,0569	112,5	3	1146068,8	1002836,8
89	32,4736	150,0	3	1146057,1	1003008,8
90	1,0583	37,5	1	1146086,1	1003028

Continua ...

Tabla 5.2: Demanda nodal (kVA)

93	74,3514	225,0	3	1145911,4	1003140,2
94	42,5083	150,0	3	1145915,4	1003014,1
95	8,2764	112,5	3	1145988,5	1003070,2
96	2,3069	112,5	3	1145872,1	1003000
97	0,6236	37,5	1	1145943,3	1003100,9
98	9,0625	50,0	1	1145903	1002881,3
99	4,4306	25,0	1	1145960,4	1002878,3
100	31,4292	112,5	3	1145837,8	1002878,3
101	13,5167	50,0	1	1145751,1	1002864,5
102	12,5986	75,0	1	1145755	1002984,1
103	31,6028	225,0	3	1145769,4	1003012,3
104	63,8236	225,0	3	1145748,8	1003070,9
105	13,5000	225,0	3	1145577,6	1002881,1
106	6,4181	300,0	3	1145518,5	1002851,8
108	10,8111	50,0	1	1145331,1	1002761,3
109	5,7903	75,0	1	1145249,3	1002725,9
111	20,4750	112,5	3	1145075,3	1002556,1
112	12,8389	150,0	3	1145431,3	1002717,9
113	4,3042	37,5	1	1145233,4	1002770,9
114	4,1375	50,0	1	1145183,1	1002842,1
115	8,9986	50,0	1	1145122,9	1002841,5
116	2,2375	37,5	1	1145180,4	1002562,2
117	2,0069	75,0	1	1145053,1	1002648
118	9,8097	75,0	1	1145445,4	1003019,2
119	23,2222	112,5	3	1145086,6	1003106,6
120	3,7083	37,5	1	1144937,8	1003181,9
121	0,8111	30,0	3	1144937,8	1003090,8

Tabla 5.3: Datos del sistema de prueba 2

Potencia de cortocircuito de la Subestación (MVA)	Tensión del sistema en kV	Relación R1/X1	Voltaje prefalla en kV
28	13,2	1	13,2